

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «б» апреля 2022 г. № 869

Регистрационный № 85150-22

Лист № 1
Всего листов 20

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Томской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Томской области (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU) и к шкале всемирного координированного времени UTC, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» (основные и /или резервные) и УСПД ПАО «ФСК ЕЭС»;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает серверы ОАО «РЖД» (основной и/или резервный), ПАО «ФСК ЕЭС», ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere. Резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2». Сервер ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere.

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» создан на базе СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков измерительных каналов (ИК) №№ 1 - 28 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и /или резервные типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации. УСПД ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном. Допускается опрос счетчиков любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Далее по основному каналу связи данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД» (основной и/или резервный), где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически путем межсерверного обмена.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №29, №30 по проводным линиям связи (интерфейс RS-485) поступает на входы УСПД ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется формирование и хранение информации. Далее по выделенному каналу связи (основной канал) данные с УСПД передаются на сервер ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется оформление отчетных документов. При отказе основного канала связи опрос выполняется по резервному каналу. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Не реже одного раза в сутки сервер ПАО «ФСК ЕЭС» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передает его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью, не более указанной в таблице 6.

СОЕВ включает в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, СТВ-01 или РСТВ-01-01, часы серверов, УСПД и счётчиков.

Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, серверы точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, СТВ-01 или РСТВ-01-01 осуществляют приём и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе серверов точного времени типа Метроном-50М (основного и резервного). Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Основной сервер ОАО «РЖД» оснащен УССВ типа ССВ-1Г. Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ОАО «РЖД» и ССВ-1Г осуществляется посредством ntp-сервера не реже 1 раза в сутки. Резервным устройством коррекции времени может быть УСВ-3. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Резервный сервер ОАО «РЖД» оснащен УССВ типа УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Основные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от ССВ-1Г посредством ntp-сервера. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Резервные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от резервного сервера ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 1-28 синхронизируются от УСПД (основных и/или резервных) ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики ИК №№ 1 – 28 синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Сервер ПАО «ФСК ЕЭС» оснащен УССВ на базе сервера точного времени СТВ-01 или радиосервера точного времени РСТВ-01-01. Периодичность сравнения показаний часов сервера и УССВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» синхронизируются от сервера ПАО «ФСК ЕЭС». Периодичность сравнения показаний часов сервера и УСПД осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов УСПД происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счётчики ИК №29, №30 синхронизируются от УСПД ПАО «ФСК ЕЭС». Сравнение показаний часов счётчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи. Корректировка часов счётчиков происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допустимой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке. Заводской номер средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 -4.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия АЛЬФА 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия АЛЬФА 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

Таблица 4 - Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ», СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 5 - 7.

Таблица 5 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ									
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, Рег. № СИ	Обозначение, тип		ИВКЭ	УССВ					
1	2	3		4	5	6					
1	ПС 110 кВ Межениновка, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Межениновка-Сураново (С-12)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12				
				В	ТГФМ-110 II*						
				С	ТГФМ-110 II*						
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/110/√3 № 24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1			ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				В	НАМИ-110 УХЛ1						
				С	НАМИ-110 УХЛ1						
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4							
		2	ПС 110 кВ Межениновка, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Предтеченск- Межениновка (С-11)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №36672-08			А	ТГФМ-110 II*	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14
								В	ТГФМ-110 II*		
С	ТГФМ-110 II*										
ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/110/√3 № 24218-08			А	НАМИ-110 УХЛ1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Метроном-50М Рег. № 68916-17				
				В	НАМИ-110 УХЛ1						
				С	НАМИ-110 УХЛ1						
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 31857-06			A1802RALXQ-P4GB-DW-4							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Межениновка, РУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ ф. 35-17	ТТ	Кт=0,5 Ктт=300/5 № 26417-04	A	ТФЗМ 35А-У1	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТФЗМ 35А-У1		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=35000/√3/110/√3 №912-54, 912-70	A	ЗНОМ-35		
				B	ЗНОМ-35		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					
4	ПС 110 кВ Межениновка, РУ-10 кВ ф. 1 ПЭ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=100/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					
5	ПС 110 кВ Межениновка, РУ-10 кВ ф. 2 ПЭ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=100/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Межениновка, РУ-10 кВ ф. 3	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
7	ПС 110 кВ Межениновка, РУ-10 кВ ф. 5	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
8	ПС 110 кВ Предтеченск, ОРУ-110 кВ ВЛ 110 кВ Зональная-Предтеченск (С-86)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 П*		
				В	ТГФМ-110 П*		
				С	ТГФМ-110 П*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/110/√3 № 24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Предтеченск, ОРУ-110 кВ ВЛ 110 кВ Предтеченск- Межениновка (С-11)	ТТ	К _T =0,2S К _{ТТ} =300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 П*	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 П*		
				С	ТГФМ-110 П*		
		ТН	К _T =0,2 К _{ТН} =110000/√3/110/√3 № 24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _T =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
10	ПС 110 кВ Предтеченск, РУ-10 кВ ф. 1 ПЭ	ТТ	К _T =0,5 К _{ТТ} =100/5 № 2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	К _T =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	К _T =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
11	ПС 110 кВ Предтеченск, РУ-10 кВ ф. 2 ПЭ	ТТ	К _T =0,2S К _{ТТ} =100/5 № 25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	К _T =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _T =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-07	EA02RALX-P3B-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ Предтеченск, РУ-10 кВ ф. 3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 № 25433-07	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					
13	ПС 110 кВ Предтеченск, РУ-10 кВ ф. 4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					
14	ПС 110 кВ Предтеченск, РУ-10 кВ, ф. 5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Предтеченск, РУ-10 кВ ф. 6	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛМ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
			КТТ=200/5 №1856-63	В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
			КТН=10000/100 №20186-05	В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					
16	ПС 110 кВ Предтеченск, РУ-10 кВ ф. ПР-7 "Томскнаб"	ТТ	КТ=0,2S	А	ТЛО-10		
			КТТ=200/5 № 25433-07	В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-10		
			КТН=10000/100 №831-53	В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					
17	ПС 110 кВ Предтеченск, РУ-10 кВ ф. 9	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛМ-10		
			КТТ=200/5 №1856-63	В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-10		
			КТН=10000/100 №831-53	В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
18	ПС 35 кВ Томск-2, ОРУ-35 35 кВ ф. 35-71	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/5 №52619-13	A	ТВГ-УЭТМ	RTU-327 Per. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	УСВ-3 Per. № 51644-12 Метроном-50М Per. № 68916-17 ССВ-1Г Per. № 58301-14
				B	ТВГ-УЭТМ		
				C	ТВГ-УЭТМ		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/100 №912-54	A	ЗНОМ-35		
				B	ЗНОМ-35		
				C	ЗНОМ-35		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-4					
19	ПС 35 кВ Томск-2, ОРУ-35 кВ ф. 35-72	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/5 №52619-13	A	ТВГ-УЭТМ		
				B	ТВГ-УЭТМ		
				C	ТВГ-УЭТМ		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/100 №912-54	A	ЗНОМ-35		
				B	ЗНОМ-35		
				C	ЗНОМ-35		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-4					
20	ПС 35 кВ Томск-2, РУ-10кВ, ф. 1 ПЭ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10		
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		6	7
21	ПС 35 кВ Томск-2, РУ-10кВ, ф. 2 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66 У3		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-4					
22	ПС 35 кВ Томск-2, РУ-10кВ, ф. 3 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-4					
23	ПС 35 кВ Томск-2, РУ-10кВ, ф. 4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66 У3		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
24	ПС 35 кВ Томск-2, РУ-10кВ, ф. 5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-07	ЕА05RL-P1B-4					
25	ПС 35 кВ Томск-2, РУ-10кВ, ф. 6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66 У3		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-4					
26	ПС 35 кВ Томск-2, РУ-10кВ, ф. 7	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-07	ЕА05RL-P1B-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
27	ПС 35 кВ Томск-2, РУ-10кВ, ф. 8	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66 У3		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-4					
28	ПС 35 кВ Томск-2, РУ-10кВ, ф. 9	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	А	НТМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
29	ПС 220 кВ Восточная, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Восточная - Томск-2 с отпайкой (на РОЛТОМ) (3524)	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =400/5 №59982-15	A	ТГМ	RTU-325T Пер. № 44626-10	РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12 СТВ-01 Пер. № 49933-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТГМ		
				C	ТГМ		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/110/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
30	ПС 220 кВ Восточная, ОРУ-35 кВ, ВЛ 35 кВ Восточная - Томск-2 с отпайкой (на РОЛТОМ) (3523)	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =400/5 №59982-15	A	ТГМ		
				B	ТГМ		
				C	ТГМ		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/110/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Примечания:

- 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
- 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 5, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 6 метрологических характеристик.
- 3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.
- 4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 6 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1, 2, 8, 9	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
3– 7, 10, 13 – 15, 17, 20 – 23, 25, 27, 28	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
11	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,8	3,5
12, 16, 18, 19	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
24, 26	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,3
29, 30	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	2,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	
<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие $P = 0,95$.</p> <p>3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5)\% I_{ном} \cos\varphi = 0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.</p>			

Таблица 7 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ <p>температура окружающей среды, °C:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005, ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83, ТУ 4228-011-29056091-05 	<p>от 99 до 101</p> <p>от 100 до 120</p> <p>0,87</p> <p>от +21 до +25</p> <p>от +21 до +25</p> <p>от +18 до +22</p>

Продолжение таблицы 7

1	2
<p>Условия эксплуатации: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: <ul style="list-style-type: none"> - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД RTU-325Т - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для СТВ-01 - для РСТВ-01-01 - для ССВ-1Г 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2(5) до 120</p> <p>от 0,5 инд. до 0,8 емк</p> <p>.</p> <p>от -40 до +35</p> <p>от -40 до +65</p> <p>от +1 до +50</p> <p>от 0 до +50</p> <p>от 0 до +40</p> <p>от -25 до +60</p> <p>от +15 до +30</p> <p>от +10 до + 30</p> <p>от +5 до + 50</p> <p>от +5 до +40</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА (рег. № 16666-97):</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА (рег. № 16666-07):</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>счетчики электроэнергии Альфа А1800:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>УСПД RTU-327:</p> <ul style="list-style-type: none"> - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более <p>УСПД RTU-325Т:</p> <ul style="list-style-type: none"> - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более <p>УСПД ЭКОМ-3000:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>Глубина хранения информации</p> <p>ИИК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - счетчики электроэнергии: <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее 	<p>50000</p> <p>72</p> <p>80000</p> <p>72</p> <p>120000</p> <p>72</p> <p>35000</p> <p>24</p> <p>55000</p> <p>24</p> <p>100000</p> <p>24</p> <p>0,99</p> <p>1</p> <p>45</p>

Продолжение таблицы 7

1	2
ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 8.

Таблица 8 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТГФМ-110 П*	12 шт.
Трансформаторы тока	ТВГ-УЭТМ	6 шт.
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	8 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	10 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	20 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35А-У1	2 шт.
Трансформаторы тока	ТГМ	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	12 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35	8 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	7 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	4 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66 У3	1 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	24 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	6 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325Т	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Сервер точного времени	СТВ-01	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01-01	1 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.212.ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Томской области», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Томской области

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью инвестиционно-инжиниринговая группа «КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)
Адрес: 455038, Челябинская область, г. Магнитогорск, проспект Ленина, д. 124, офис 15
Телефон: +7 (982) 282-82-82
Факс: +7 (982) 282-82-82
E-mail: carneol@bk.ru
Регистрационный № RA.RU.312601 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации, дата внесения 06.12.2018 г.

